



Effet du pas de temps sur la simulation d'un système éolien-stockage

Pierre Haessig, Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed

► To cite this version:

Pierre Haessig, Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed. Effet du pas de temps sur la simulation d'un système éolien-stockage. Symposium de Genie Electrique, Jun 2016, Grenoble, France. hal-01361555

HAL Id: hal-01361555

<https://hal.science/hal-01361555>

Submitted on 7 Sep 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Effet du pas de temps sur la simulation d'un système éolien-stockage

Pierre HAESSIG*, Bernard MULTON§, Hamid BEN AHMED§

*CentraleSupélec – IETR, §ENS Rennes – laboratoire SATIE

RÉSUMÉ – Les simulations temporelles sont souvent utilisées pour étudier la performance de système d'énergie, surtout en présence d'entrées aléatoires telles qu'une production éolienne. Ces simulations utilisent généralement un pas de temps long (1 h) pour garder un temps de calcul raisonnable, mais aussi parce que les données disponibles ont souvent une résolution temporelle faible. Pourtant, les productions éoliennes (machine seule ou ferme) présentent des fluctuations rapides qui sont masquées pour un moyennage horaire. À partir de données de production d'une ferme éolienne à pas fin (5 s), nous étudions l'effet du pas de temps sur une simulation d'un système éolien-stockage, en particulier sur les grandeurs importantes pour le dimensionnement (performance, vieillissement, pertes). On observe que les statistiques de performance (écart à un engagement de production) sont faiblement impactées par l'agrégation des données. Les effets sur le vieillissement en cyclage, en partie contre-intuitifs, sont aussi analysés.

Simulation temporelle, pas de temps, éolien, stockage d'énergie

1. ENJEU : CHOIX DU PAS DE TEMPS

La performance d'un système énergétique complexe est souvent évaluée par simulation numérique. Dès que le système a un comportement dynamique (ex : véhicule en mouvement, système de stockage d'énergie), cette simulation est généralement de nature *temporelle*, ce qui pose la question du choix du pas de temps Δ_t avec le compromis suivant :

- Δ_t court : simulation fidèle, mais lente (temps de calcul)
- Δ_t long : simulation plus rapide, mais plus grossière

Souvent, la simulation temporelle fait intervenir des *données d'entrée* (véhicule : profil de mission, éolien : profil de production ou de vitesse de vent). Dans ce cas, le pas de temps des données s'impose à la simulation. Il reste tout de même une part de liberté pour choisir le pas temps. En effet, il est possible d'*agréger* les données (généralement par moyennage) pour simuler avec un pas plus long. Inversement, il est possible d'envisager la recherche de nouvelles données si l'on juge que le pas de temps subi ne donne pas des résultats pertinents.

Au final, nous constatons que la question du choix du pas de temps est rarement discutée dans la littérature. Face à ce manque, nous étudions quantitativement l'effet du pas de temps sur la performance d'un système incluant un système de stockage d'énergie (batterie). Cette application (détaillée plus loin) est choisie suffisamment simple pour représenter un système "typique" en génie électrique, mais suffisamment précise pour correspondre à une problématique réelle (l'insertion des éoliennes sur le réseau).

Dans les études existantes sur des systèmes associant des éoliennes et du stockage d'énergie, le pas de temps de simulation est souvent entre 10 min et 1 heure. Ce pas assez large est lié aux données éoliennes couramment disponibles. Par exemple, Abbey & Joós [1] utilisent 1 an de données à pas de 1 heure pour la gestion et le dimensionnement d'un système îloté éolien-diesel-stockage. Parmi les exceptions, on relève le travail de Bludszweit *et al.* [2] avec un pas de 1 s, pour mettre en valeur un système de stockage hybride (batterie et supercondensateurs). Chez Teleke *et al.* [3], 1 semaine de données à pas de 1 s, mais sans

que la donnée d'entrée soit clairement spécifiée. Aucune de ces études ne comporte une discussion de l'effet du pas de temps sur le résultat obtenu.

2. MÉTHODE

2.1. Système étudié

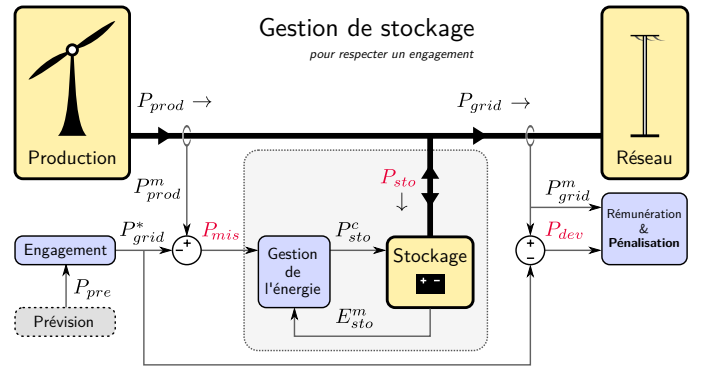


Fig. 1. Architecture du système éolien-stockage pour respecter un engagement de production

Notre exemple d'application est un système énergétique éolien-stockage dont l'architecture est présentée figure 1. Face aux fluctuations naturelles de toute production éolienne (P_{prod}), le système de stockage absorbe ou libère de la puissance (P_{sto}) pour ajuster la puissance injectée sur le réseau ($P_{grid} = P_{prod} - P_{sto}$). L'objectif est d'injecter une puissance égale ou proche d'un engagement de production P_{grid}^* , c'est-à-dire de minimiser l'écart $|P_{dev}|$. En définissant $P_{mis} = P_{prod} - P_{grid}^*$, l'écart production-engagement sans stockage, on peut réécrire l'écart à minimiser :

$$P_{dev} = P_{mis} - P_{sto} \quad (1)$$

Cette relation montre comment le stockage peut minimiser l'écart P_{dev} en "absorbant" l'écart P_{mis} .

Pour cette étude, on choisit d'utiliser le stockage pour maintenir la production éolienne *constante par palier d'une heure*. L'engagement, généré au début de chaque heure, est donc calculé à partir de la moyenne de l'heure précédente.

Nous utilisons des données d'une ferme de 10,2 MW composées de 37 turbines Vergnet de moyenne puissance (GEV MP, à génératrice asynchrone bivitesse, voir [4, §2.4] pour plus de détails) dont la production a été mesurée au pas très fin de 5 s. On dispose de 208 jours consécutifs (~3 Mpts). La figure 2 présente un extrait de 24 h de cet enregistrement, avec en superposition l'engagement P_{grid}^* , constant sur chaque heure.

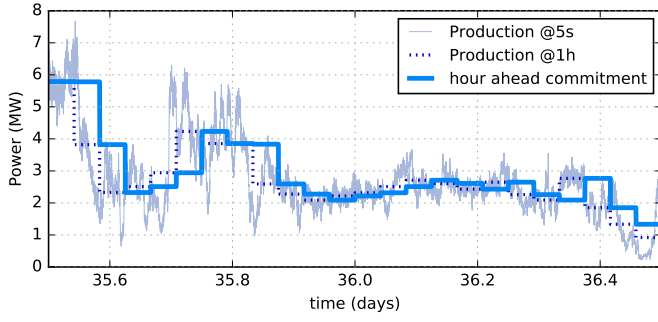


Fig. 2. Production éolienne sur une journée et engagement constant par palier de 1 heure, sur la base de la moyenne horaire précédente.

2.2. Modélisation et gestion du système de stockage

Le système de stockage est modélisé par un modèle énergétique idéal à temps discret :

$$E(k+1) = E(k) + P_{sto}(k)\Delta_t \quad (2)$$

On note E_{rated} la capacité du stockage, de telle sorte que l'énergie stockée doit respecter à chaque instant ces limites :

$$0 \leq E(k) \leq E_{rated} \quad (3)$$

Par ailleurs, nous choisissons pour loi de gestion du stockage :

$$P_{sto} = P_{mis} \text{ "tant que possible",} \quad (4)$$

c'est-à-dire tant que les limites du stockage ne sont pas atteintes. Cette loi, très simple, réduit efficacement l'écart à l'engagement P_{dev} .

2.3. Démarche de l'étude

Ici, comme dans bien des applications, le stockage est chargé d'absorber des fluctuations temporelles de puissance. Ainsi, le choix du pas de temps semble particulièrement impactant sur les phénomènes suivants :

- efficacité de l'atténuation des fluctuations
- vieillissement du stockage
- pertes du système de stockage

En particulier, on peut penser qu'un pas de temps grossier entraîne une évaluation optimiste de l'atténuation des fluctuations, car le moyennage en gomme une partie. Pour la même raison, on peut penser que pertes et vieillissement sont sous-évalués. Pourtant, ce raisonnement est purement *qualitatif*, or une juste évaluation de ces paramètres est essentielle dans une perspective de dimensionnement du système (e.g. choix de la capacité de stockage).

Nous étudions donc *quantitativement* l'effet du pas de temps sur un ensemble d'*indices de performance* de ce système, liés aux phénomènes d'atténuation des fluctuations et de vieillissement du stockage. Pour cela, nous répétons la même simulation de 208 jours en agrégeant les données de production P_{prod} avec un pas de temps Δ_t choisi entre 5 s (pas de temps original des données) et 1 h (plus grand pas de temps possible avec cette application). La capacité du stockage est fixée à $E_{rated} = 2.5$ MWh.

2.4. Indices de performance et de vieillissement

Pour quantifier l'écart d'un signal $X(t)$ à zéro, nous utilisons deux critères statistiques : l'erreur moyenne en valeur absolue (MAE $\langle |X| \rangle$) et l'erreur quadratique moyenne (RMSE $\langle X^2 \rangle^{1/2}$) qui donne plus de poids aux grands écarts.

Appliquées à P_{mis} , ces statistiques d'écart nous renseignent sur l'erreur d'engagement "en entrée" que le stockage est en

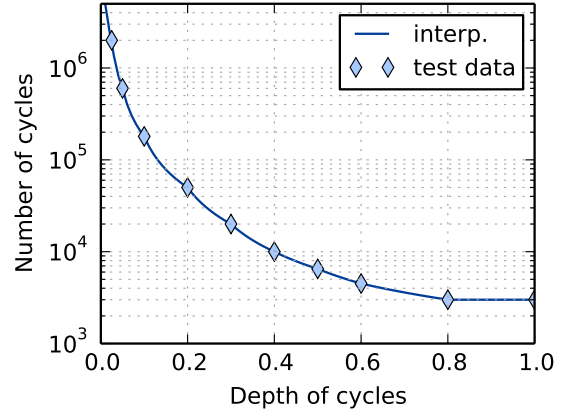


Fig. 3. Durée de vie en cyclage d'une batterie Lithium-ion NCA SAFT (données constructeur [5, fig. 6])

charge de compenser. Les écarts sur P_{dev} montrent à quel point le système de stockage a été capable d'absorber les fluctuations, compte tenu de sa capacité limitée.

Pour l'étude des pertes dans le système de stockage, nous ne disposons pas de modèle de batterie qui soit validé, en particulier sur la large plage de fréquences considérée. Nous nous rabattons sur le fait que les pertes par effet Joule sont, au premier ordre, proportionnelles à P_{sto}^2 . Ainsi, la variation du critère $RMSE(P_{sto})$ fournit une indication de la sensibilité des pertes au pas de temps, mais une étude de modélisation plus approfondie serait nécessaire.

Pour analyser la sollicitation du stockage, nous utilisons deux modèles pour compter l'endommagement de la batterie dû au cyclage et en déduire une estimation de la durée de vie. Ces deux modèles sont alimentés par la même courbe de tenue en cyclage d'une batterie Lithium-ion. Les constructeurs fournissent généralement un nombre de cycles maximal pour différentes amplitudes (ou profondeurs) de cycle. Nous utilisons les données issues de [5] et les reproduisons figure 3. On relève que cette batterie SAFT peut tenir 3000 cycles pleins, mais nettement plus de petits cycles.

Le premier modèle (le plus simple) est celui de l'*énergie échangée* ("EE"). L'endommagement est supposé proportionnel au cumul de la puissance qui entre et sort de la batterie, c'est-à-dire MAE(P_{sto}) et permet de compter des cycles "pleins équivalents" (cf. [4, §2.2.3] ou [6] pour les détails de cette méthode de comptage). En se basant sur nombre maximal de cycles pleins $N_{max} = 3000$, on en déduit une durée de vie liée au cyclage :

$$T_{EE} = \frac{2E_{rated}}{\langle |P_{sto}| \rangle} N_{max} \quad (5)$$

La deuxième méthode se base sur le comptage rainflow ("RF") qui permet d'extraire du profil temporel de l'état d'énergie ($SoE = E/E_{rated}$) tous les cycles, grands et petits [7]. Chaque cycle est pondéré par un facteur d'endommagement égal à $1/N(DoD)$ de la figure 3 et ces dommages sont sommés (règle dite de Miner utilisée pour l'étude de la fatigue des matériaux) sur la durée de l'expérience (208 j). Par proportionnalité, on en déduit la durée de vie T_{RF} . Les durées T_{EE} et T_{RF} estiment toutes deux la durée de vie en cyclage, mais par des méthodes différentes. La méthode rainflow est plus complexe à mettre en œuvre, mais elle est à l'avantage de mieux respecter les données de cyclage constructeur (cf. [4, §2.2] pour une discussion des méthodes de comptage du cyclage des batteries).

Enfin, nous calculons également le nombre de changements de signes de P_{sto} qui est un indice de *micro cyclage*.

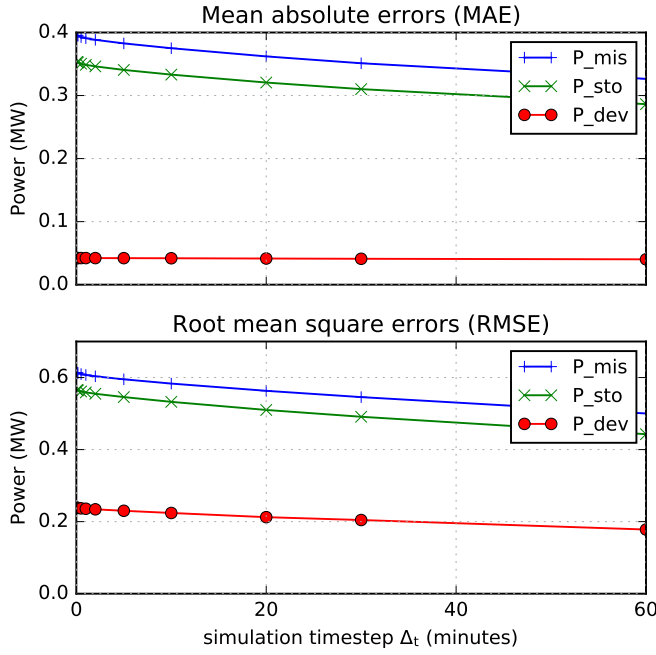


Fig. 4. Statistiques de performance de la simulation du système de stockage selon le choix du pas de temps : erreur en moyenne valeur absolue (MAE) et en erreur quadratique (RMSE).

3. RÉSULTATS : EFFET DU PAS DE TEMPS

Le tableau 1 présente tous les indices de performance obtenus pour différents choix du pas de temps entre 5 s et 1 h. La figure 4 représente graphiquement les critères MAE et RMSE.

3.1. Performance du système de stockage

En premier lieu, indépendamment du pas de temps, on relève qu’avec une capacité de 2.5 MWh, le stockage joue son rôle d’absorption des fluctuations, car $MAE(P_{dev})$ est 8 à 9 fois plus faible que $MAE(P_{mis})$.

Figure 4, on relève que toutes les statistiques d’écart (MAE et RMSE) baissent quasi linéairement avec l’augmentation du pas de temps. Cette baisse est donc progressive et lente. L’agrégation “lisse” bien les données, mais cet effet reste *modéré* : -25 % dans le pire cas, à pas de 1 h, mais seulement -6 % à pas de 10 minutes, par rapport aux données originales à 5 s.

3.2. Vieillessement en cyclage

Dans cette application de garantie de production par paliers d’une heure, la durée de vie estimée en cyclage du stockage est de l’ordre de 5 ans, c’est-à-dire que le cyclage est relativement intensif et qu’il pourrait être intéressant de surdimensionner le stockage pour réduire le cyclage relatif.

Par ailleurs, on relève que la méthode de comptage de l’énergie échangée est *plus conservatrice* que la méthode rainflow (2 ans de durée de vie en moins). Cela s’explique par la plus forte pénalisation des micro cycles par le comptage de l’énergie échangée.

Au final, on observe que, pour chacune des deux méthodes, le vieillissement du stockage n’est que modérément affecté par l’agrégation des données. Comme l’énergie échangée est proportionnelle à $MAE(P_{sto})$, la durée de vie T_{EE} augmente à proportion que $MAE(P_{sto})$ baisse.

De façon non intuitive, T_{RF} varie également très peu, alors même que le nombre de micro cycles est *radicalement changé* (facteur 1/200 sur les changements de signe de P_{sto}). En effet, les micro cycles ont peu d’effet sur la durée de vie en cyclage de cette batterie vu la forme des données constructeur (fig. 3 : plus

de 500 keycycles de profondeur 5 %).

3.3. Choix du pas de temps

Vu les résultats de simulation obtenus, le choix d’un pas de temps large semble approprié, car toutes les statistiques d’écart “classiques” (MAE, RMSE) et les deux modèles de vieillissement en cyclage n’ont qu’une dépendance réduite au pas de temps.

Par exemple, le pas courant de 10 min ne génère qu’une erreur d’évaluation de 6% par rapport au pas original de 5 s. Cette erreur est à comparer au gain d’un facteur 120 sur le nombre de points à traiter !

Cependant, il convient d’être très prudent si l’on a besoin de statistiques liées aux micro cycles, car ils sont eux extrêmement sensibles à l’agrégation des données.

Cela ne signifie pas que toute application dépendant des micro cycles nécessite un pas de temps court. En effet, le modèle de vieillissement rainflow n’est par exemple que peu affecté, car les micro cycles ne sont pris en compte qu’avec une faible pondération. Ainsi, dans ce type de problème, il semble nécessaire d’étudier la sensibilité du résultat au pas de temps.

Tableau 1. Statistiques de performance du système éolien-stockage selon le choix du pas de temps. Capacité de stockage $E_{rated} = 2.5$ MWh

Critère	Pas de temps		
	5 s	10 min	60 min
MAE P_{mis} (MW)	0.396	0.375 (-5 %)	0.327 (-17 %)
MAE P_{sto} (MW)	0.353	0.333 (-6 %)	0.286 (-19 %)
MAE P_{dev} (MW)	0.042	0.042 (-1 %)	0.040 (-5 %)
RMSE P_{mis} (MW)	0.614	0.583 (-5 %)	0.500 (-19 %)
RMSE P_{sto} (MW)	0.566	0.533 (-6 %)	0.443 (-22 %)
RMSE P_{dev} (MW)	0.238	0.224 (-6 %)	0.178 (-25 %)
chg sign P_{sto} (/jour)	585	24.7 (-96 %)	10.8 (-98 %)
durée vie T_{RF} (an)	6.79	6.90 (+2 %)	7.57 (+12 %)
durée vie T_{EE} (an)	4.84	5.13 (+6 %)	5.97 (+23 %)

4. CONCLUSION

Sur notre exemple de système éolien-stockage, nous montrons qu’un pas de temps de 10 min, couramment choisi dans la littérature, donne des résultats très proches de ceux obtenus avec un pas de temps fin. Ce résultat concerne la plupart des statistiques utiles au dimensionnement (écarts RMS et MA ainsi que vieillissement). Néanmoins, les statistiques mesurant le micro cyclage sont fortement dégradées.

La question de la généralisation de ces résultats à d’autres systèmes est bien sûr ouverte. Dans d’autres applications où un stockage doit garantir une production EnR sur des horizons plus longs (typiquement J+1), l’effet du pas de temps devrait être encore plus faible. Par contre, un cas plus dépendant des fluctuations rapides comme le “lissage de rampe” pourrait être plus sensible.

RÉFÉRENCES

- [1] C. Abbey and G. Joos, “Sizing and power management strategies for battery storage integration into wind-diesel systems,” in *Industrial Electronics, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE*, nov. 2008, pp. 3376–3381.
- [2] H. Bludszuweit, J. Fandos, J. Dominguez-Navarro, A. Llombart, and J. Sanz, “Simulation of a Hybrid System Wind Turbine-Battery-Ultracapacitor,” in *ICREPQ’05, Zaragoza, Spain*, Mar. 2005.

- [3] S. Teleke, M. Baran, A. Huang, S. Bhattacharya, and L. Anderson, "Control Strategies for Battery Energy Storage for Wind Farm Dispatching," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 3, pp. 725–732, sept. 2009.
- [4] P. Haessig, "Dimensionnement & gestion d'un stockage d'énergie pour l'atténuation des incertitudes de production éolienne," Ph.D. dissertation, ENS Cachan, Jul. 2014.
- [5] M. Lippert, C. Jeuffrain, S. Lascaud, and P. Rioual, "Making the Sun Reliable with Li-Ion Energy Storage : Solar PV Energy Management for Large PV Power Plants on Isolated Islands," in *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Sep. 2010, pp. 3812–3820.
- [6] P. Haessig, B. Multon, and H. Ben Ahmed, "Energy Storage Control with Aging Limitation," in *IEEE PowerTech 2015 Conference, Eindhoven, the Netherlands*, Jun. 2015.
- [7] S. D. Downing and D. F. Socie, "Simple rainflow counting algorithms," *International Journal of Fatigue*, vol. 4, no. 1, pp. 31–40, 1982.